

**Jera**

エネルギーを新しい時代へ

# 当社事業のご紹介と 石炭火力輸出に対するスタンス

2020年4月

株式会社JERA

# 当社ご紹介：MissionとVision

日本発のグローバルエネルギー企業創出を目指し、東京電力と中部電力の海外・火力・燃料事業を統合  
2025年に向けて、「LNG」と「再エネ」を事業の中心に据えることを公表

## Mission 世界のエネルギー問題に 最先端のソリューションを提供する

当社は、グローバルに展開している事業を通じて、世界最先端のエネルギー・ソリューションを日本に導入し、日本が直面するエネルギー問題の解決に貢献。日本の新たなエネルギー供給モデルの構築を目指します。同時に、日本で構築したエネルギーの供給モデルを、世界で同様のエネルギー問題に直面している国々に提供し、世界のエネルギー問題解決にも貢献します。

## Vision クリーン・エネルギー経済へと導く LNGと再生可能エネルギーにおけるグローバルリーダー

2025年に向けて、当社が提供するエネルギー・ソリューションの軸は、「LNGバリューチェーン事業と大規模再生可能エネルギー事業」です。これら両事業は、発電出力が不安定な再生可能エネルギーを機動的かつクリーンなLNG火力発電で支えるという補完関係にあるとともに、アジアを中心に世界で成長が見込まれており、当社はこれら両事業のリーダーを目指します。



# 当社ご紹介：事業活動

国内総発電量の約3割を発電すると共に、LNGの取扱規模は世界最大  
上流から発電まで、LNGサプライチェーン全体に事業領域を保有



最適化・  
トレーディング



上流開発  
燃料調達

上流投資  
案件数 5件  
LNG  
調達国 17カ国



輸送

LNG輸送  
船団 18隻



受入・  
貯蔵基地

LNGタンク容量(国内)  
774万kl  
国内のLNGタンク容量の  
約40%相当  
LNG受入基地数(国内)  
8カ所

国内発電  
火力発電所数  
26カ所  
発電容量  
約6,850万kW  
国内最大級



発電

海外発電  
プロジェクト件数 13カ国 28件  
発電容量 約900万kW (開発出力)  
再生可能エネルギー  
による発電容量 約110万kW  
(発電容量の内数)



電力/  
ガス販売

経済的価値

LNG取扱規模(年間)

約**3,500**万t

世界最大級

発電電力量

**2,834**億kWh

国内の発電電力量の約3割相当

売上高

約**3.6**兆円

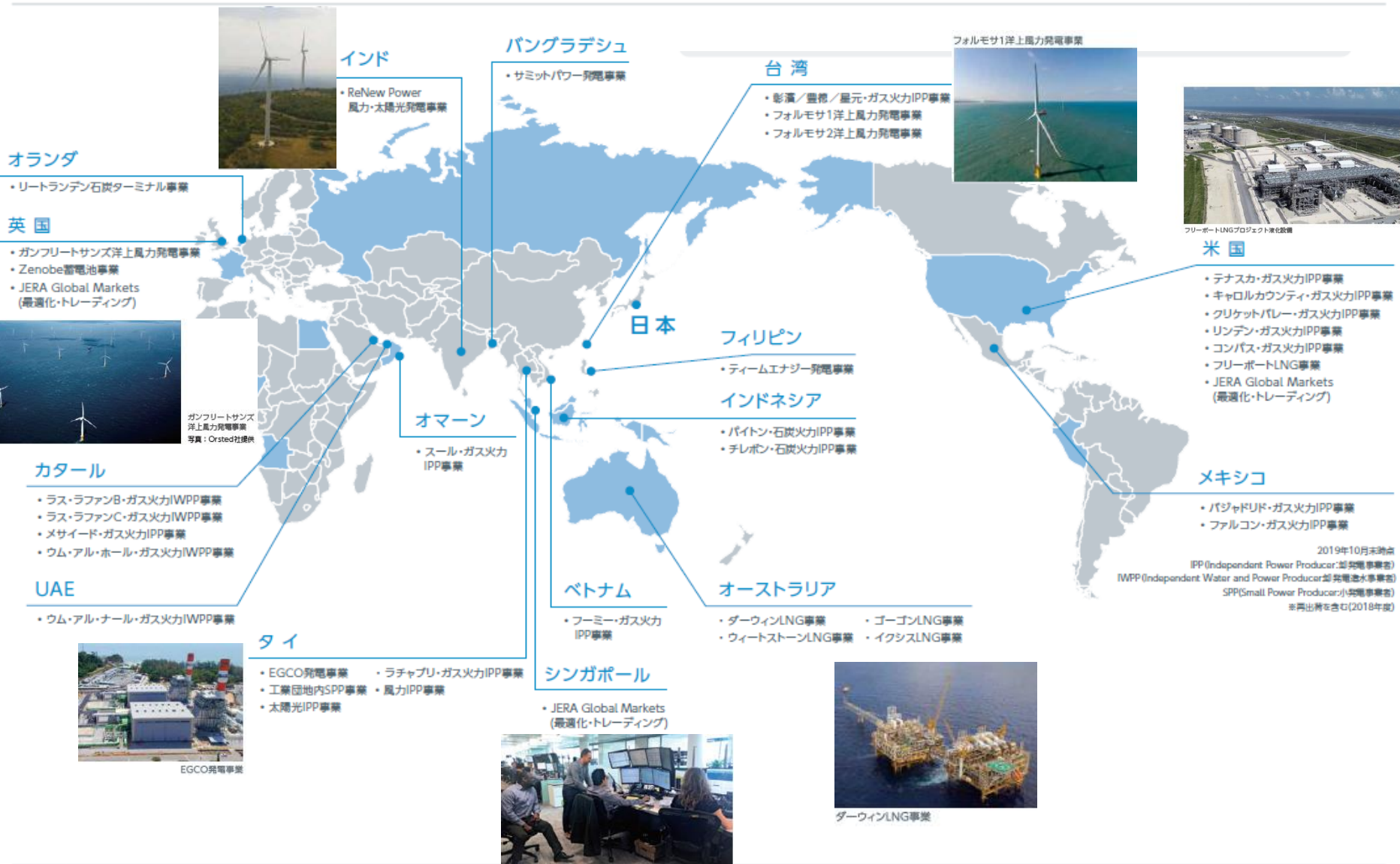
総資産 約**3.8**兆円

従業員数 約**4.3**千人

長期発行体格付  
(S&P「A-」他)

# 当社ご紹介：海外事業

世界各国において、上流事業から発電まで資産を保有  
至近では再エネ（特に洋上風力）事業を拡大



# <参考> 洋上風力①

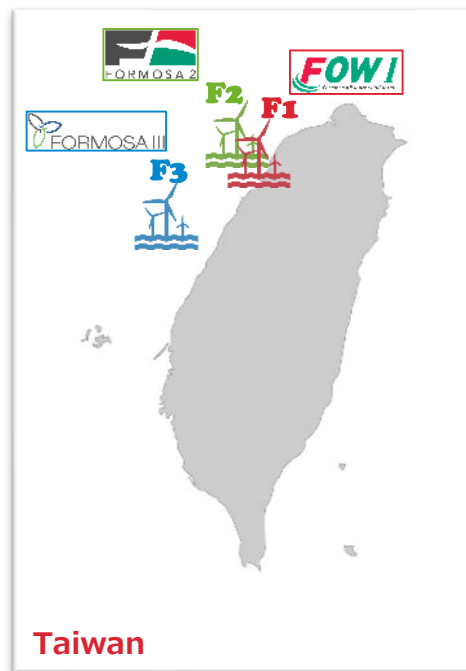
台湾では総工費1兆円のプロジェクトに参画、得られたノウハウを日本や他地域に展開予定

## Formosa 1

出力	-	128MW
場所	-	台湾 苗栗県 沖合 2~6km
水深	-	15~32m
風速	-	年間平均 8.7m/s
発電機	-	SIEMENS Gamesa 製
基礎	-	着床式モノパイル基礎
運開	-	2019年12月 (運開済)

## Formosa 2

出力	-	376MW
場所	-	台湾 苗栗県 沖合 4~10km
水深	-	35~55m
風速	-	年間平均 9.4m/s
発電機	-	SIEMENS Gamesa 製
基礎	-	着床式ジャケット基礎
運開	-	2022年1月予定 (FC済)



## Formosa 3

出力	-	2,004MW (Zone 11, 16, 17)
場所	-	台湾 彰化県 沖合 35~60km
水深	-	20~48m
風速	-	年間平均 9~10m/s
発電機	-	未定
基礎	-	着床式ジャケット基礎
運開	-	2026年~2030年予定

### 台湾で洋上風力発電完工 日系企業も参画 2019/11/12(火) 19:11配信 共同通信

台湾北西部、苗栗県で12日、洋上風力発電事業「フォルモサ1」の完工式が開かれた。蔡英文総統は「(洋上風力発電の分野で)台湾はアジアの先駆者となった」と強調し、地球温暖化対策にもなる再生可能エネルギー事業を国際市場に売り込んでいく方針を表明した。

東京電力と中部電力の火力発電事業を統合したJERA (ジェラ、東京) が参画。小野田聡社長は「台湾は大陸棚が広く、洋上風力発電に適している。日本の海や風の状態を調べつつ、台湾での経験を蓄積していく」と述べ、将来的に日本での開発を目指していく意向を示した。

## <参考> 洋上風力②

「海洋再生エネルギー連合」は洋上風力等の持続的拡大のために産業界・金融機関・政府が取りうる行動に関して提言を行う予定。JERAは日本企業として唯一、このメンバーに選定された

### 「JERA参画の台湾沖・洋上風力、商業運転を開始」 2020/01/21 日経BP記事

(中略)

JERAは1月14日、洋上風力発電事業を手掛けるグローバル企業によって結成された「Ocean Renewable Energy Action Coalition (海洋再生可能エネルギー連合)」に唯一の日本企業として参画すると発表した。同連合は、日本を含む14カ国の首脳で構成される「持続可能な海洋経済の構築に向けたハイレベル・パネル」による、2019年9月の勧告「海洋における気象アクション」に応じたもの。

同パネルによると、海洋ベースの再生可能エネルギーは、2050年までに世界の平均気温上昇を産業革命前と比べて1.5度に抑えるのに必要な温室効果ガス排出削減量の約10%に貢献できる可能性がある。洋上風力発電は、その大部分を賄うと期待される。

同連盟は今後、洋上風力の持続的な拡大によって国連の持続可能な開発目標 (SDGs) や脱炭素に貢献していくために産業界・金融機関・政府が取りうる行動を取りまとめ、2050年に向けたビジョンの作成に取り組む。その成果は、リスボンで6月に開催される国連海洋会議で公表する予定。

#### 海洋再生可能エネルギー連合

##### Funding Members



##### Supporting Organisations



# 当社ご紹介：国内事業

2019年4月に東京電力と中部電力の全ての火力発電事業を統合

## 火力発電所一覧 (各火力発電所の合計出力／燃種)

① 上越	238万kW／◆
② 広野	440万kW／◆◆◆
③ 常陸那珂	200万kW／◆
④ 常陸那珂ジェネレーション (2020年度に運転開始予定)	65万kW／◆
⑤ 鹿島	566万kW／◆◆◆



⑥ 千葉	438万kW／◆
⑦ 五井	リプレースを計画中
⑧ 姉崎 (リプレースを計画中)	360万kW／◆◆
⑨ 袖ヶ浦	360万kW／◆
⑩ 富津	516万kW／◆
⑪ JERA パワー横須賀 (2023年度に運転開始予定)	130万kW／◆
⑫ 南横浜	115万kW／◆
⑬ 横浜	354.1万kW／◆◆◆
⑭ 東扇島	200万kW／◆
⑮ 川崎	342万kW／◆
⑯ 大井	105万kW／◆
⑰ 品川	114万kW／◆
⑱ 渥美	140万kW／◆◆
⑲ 碧南	410万kW／◆
⑳ 武豊 (2021年度に運転開始予定)	107万kW／◆
㉑ 知多	396.6万kW／◆
㉒ 知多第二	170.8万kW／◆
㉓ 新名古屋	305.8万kW／◆
㉔ 西名古屋	237.6万kW／◆
㉕ 川越	480.2万kW／◆
㉖ 四日市	58.5万kW／◆

◆ LNG	◆ 石炭	◆ 重油
◆ 原油	◆ LPG	◆ 都市ガス
■ LNG基地*	■ 石炭基地	

※ 袖ヶ浦・根岸(東京ガスと共同)、知多(東邦ガスと共同)

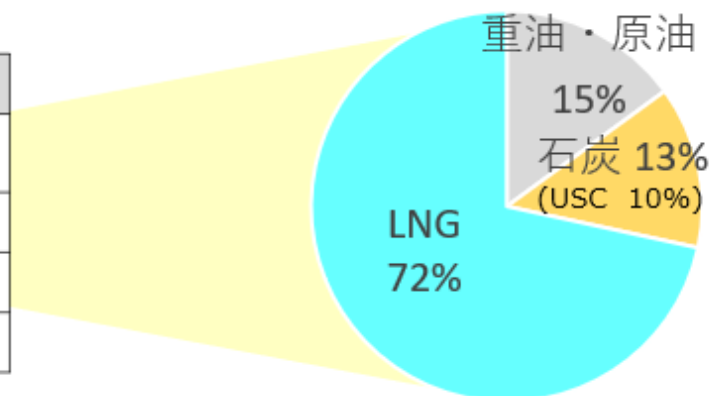
## <参考> 当社の発電出力構成（国内）

- ✓ 当社の発電出力構成は、CO2排出の少ないLNG（液化天然ガス）が大きいことが特徴
- ✓ また、比較的CO2排出の少ない超々臨界圧発電方式（USC）が石炭に占める割合が大きいことも特徴

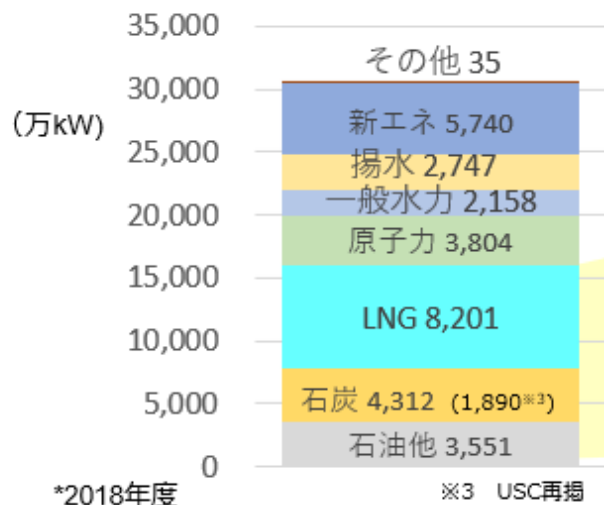
### 当社の発電出力構成\*1

燃料種別	出力（発電端）
石炭 （USC再掲）	約 900万kW （約 700万kW）
LNG（液化天然ガス）*2	約4,800万kW
重油・原油	約1,000万kW
合計	約6,700万kW

\*1 2019年4月時点。計画中・建設中含む。 \*2 LPG・都市ガス含む



### （参考）全国大の発電出力構成\*



（資料）電力広域的運用推進機関「2019年度年次報告書 供給計画の取りまとめ」

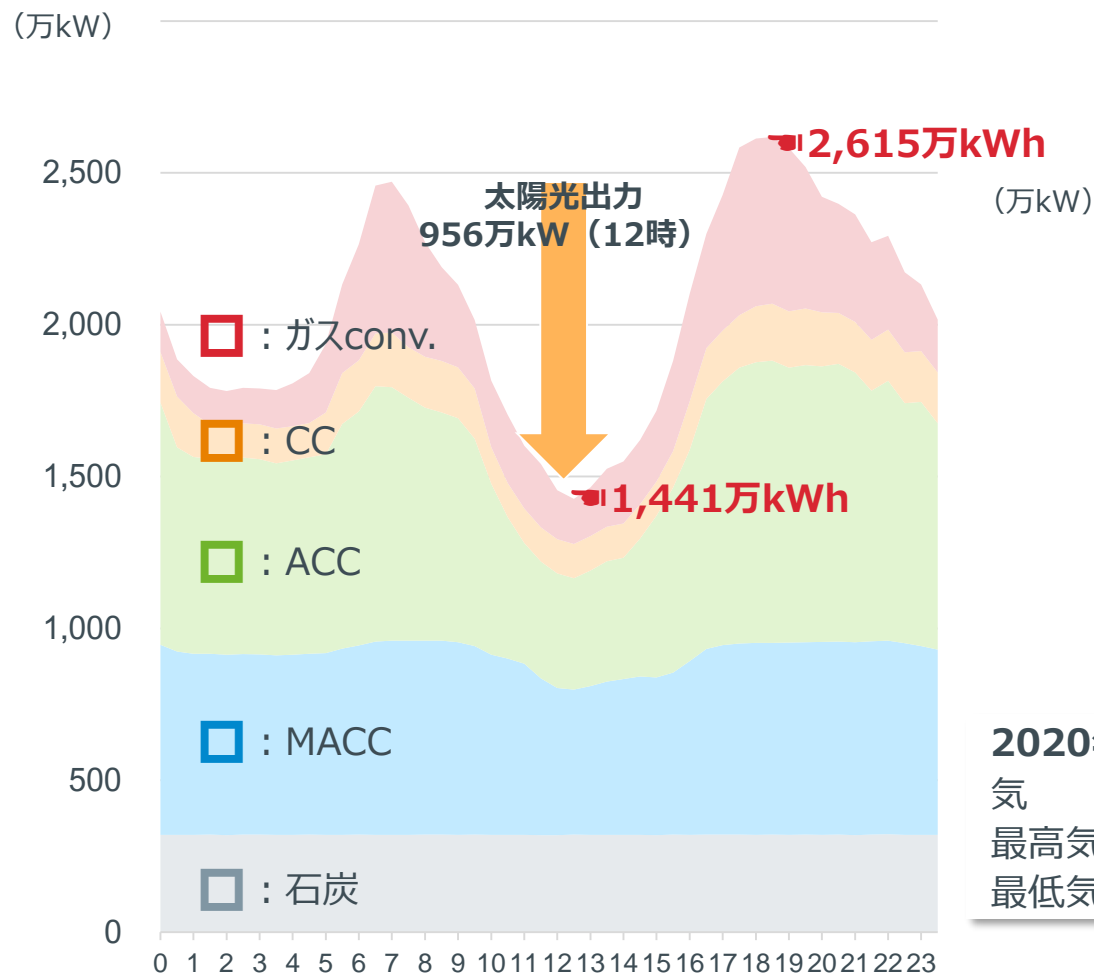


# <参考> LNG火力が果たしている役割

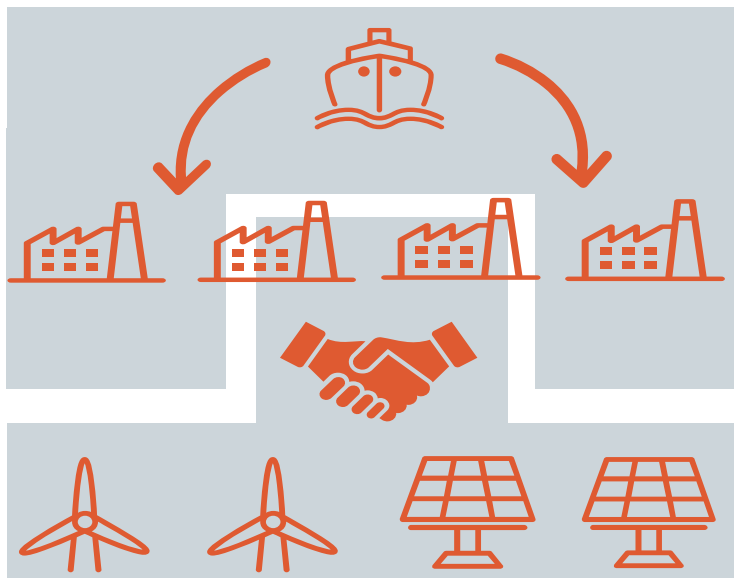
再エネの変動を、負荷追従性の高いLNG火力で支え、国内の電力安定供給を維持

## 当社東日本エリア火力発電所による需給対応

(当日の運転：2,741万kW・62台)



# 長期的な当社再エネ／火力事業の方向性



- LNG火力の最大限の活用
- 低炭素燃料の導入

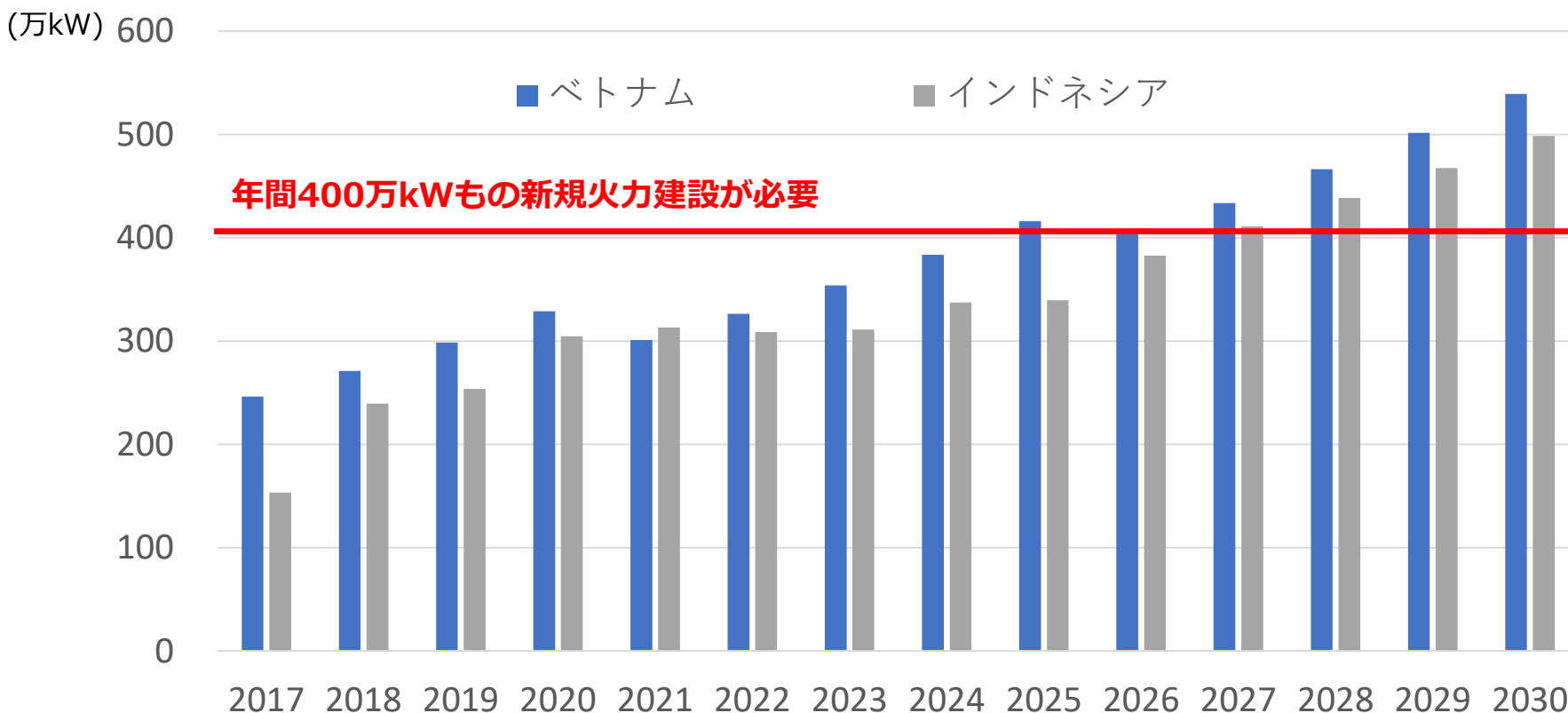
- コネクト&マネージ等を活用した再エネの最大限導入
- 太陽光だけに偏らない再生可能エネルギーの多様化（洋上風力等）

安定供給とCO2削減の両立を実現する現実的な解

# 石炭火力輸出に関する当社スタンス：アジアの成長

アジアや日本では急な石炭全廃は非現実的  
アジア新興国の電力需要急増を、エネルギー密度の低い再生可能エネルギーだけで賄うことは難しい

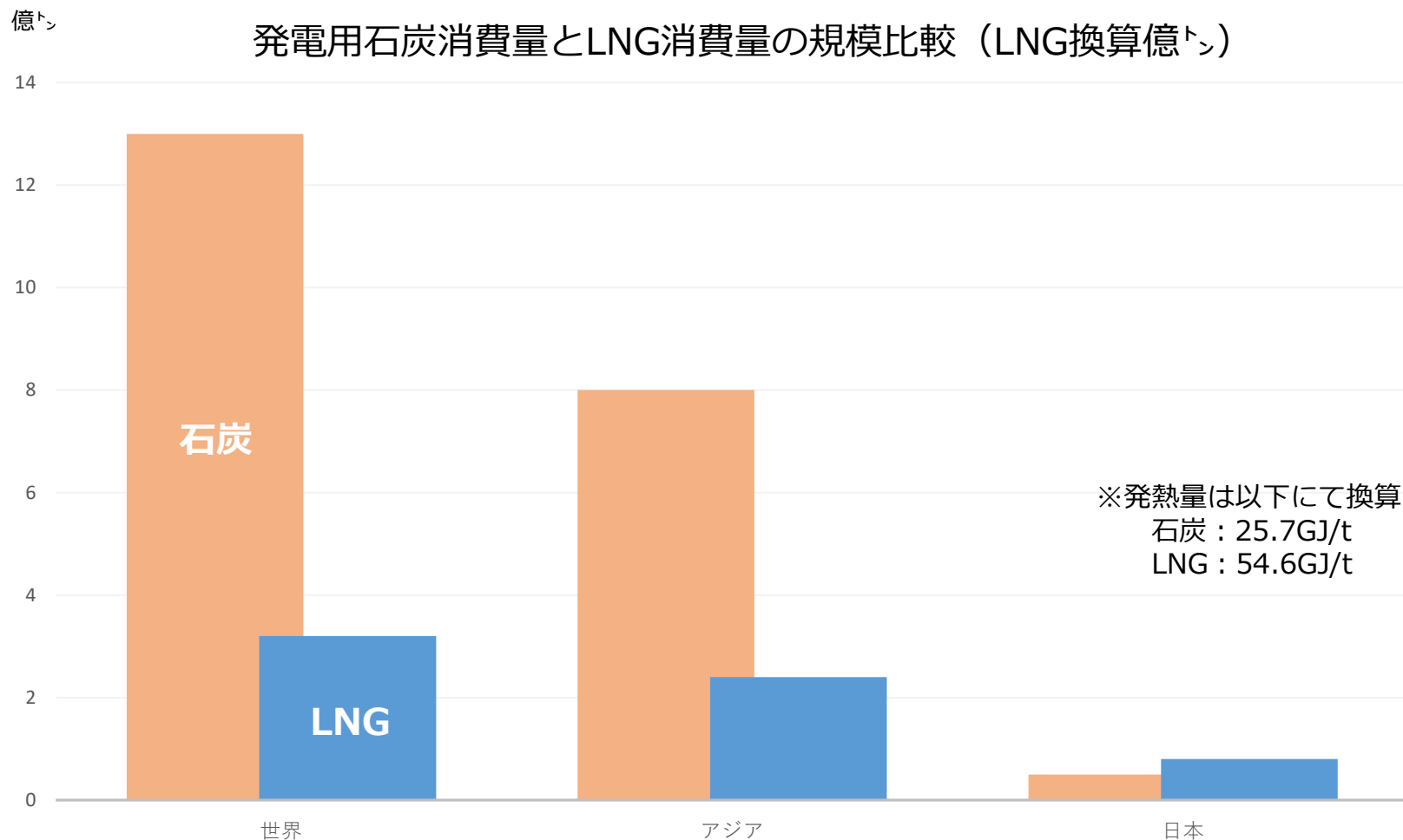
## 火力発電所（利用率75%）の新設で需要増を賄う場合に必要な新規火力電源



新規火力開発400万kW/年を、太陽光発電所開発（利用率15%）で置き換えると  
山の手線内側エリア 2 個分の太陽光発電開発が毎年必要

# 石炭火力輸出に関する当社スタンス：資源市場の規模

今後10年でLNG市場は倍増に近い成長が見込まれるも、現時点では石炭消費を全てLNGに置換することは不可能



出典：IEA World Energy Balance 2019

# 石炭火力輸出に関する当社スタンス：当社方針

低炭素燃料の混焼やAIの利用を通じて、新しい「USC+a」を創り出し、日本やアジアでの展開を目指す

現在のBATであるUSCをベースに、①低炭素燃料混焼、②日本の卓越したuser technologyによる長期間にわたる高効率の維持、を組み合わせた「低炭素石炭火力事業のスタンダード」を創出し、日本国内やアジアに展開

## ①“混ぜる”

水素キャリアとしてのアンモニア混焼の実証試験に着手

相対的に新しく現在のBATであるUSCは今後も利用

## ③“減らす”

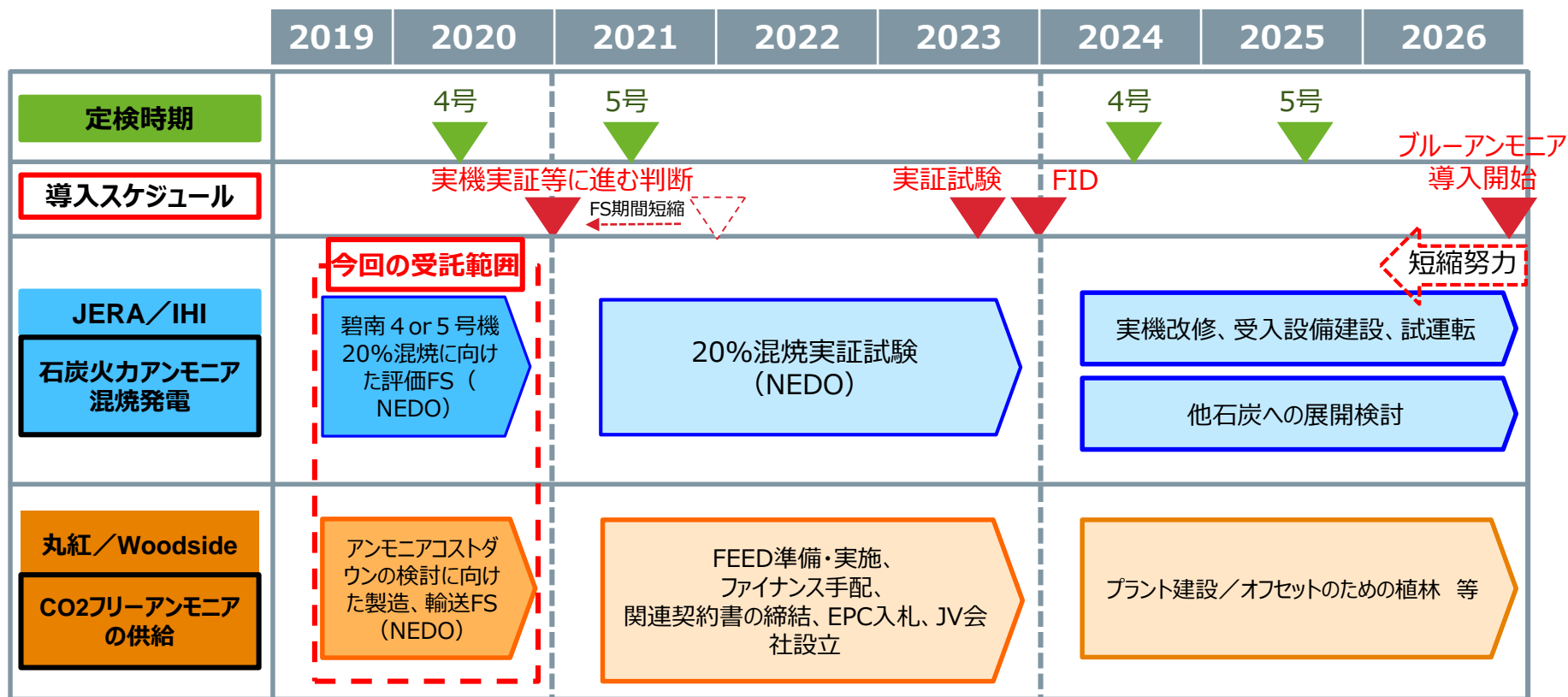
非効率石炭のフェードアウトに取り組むなど中長期的な石炭火力削減の意思を示す

## ②“磨く”

カイゼンとAIの活用によりソフト面からUSCの効率等を向上

# <参考> ① アンモニア導入に向けた取り組み概要

- 当社は、IHI、丸紅、Woodsideとのアンモニアサプライチェーン構築に向けたFSをNEDOから受託
- 今後、本格導入を見据えた実証設備計画や、対象火力の停止時期の調整（全バーナーの改造に2か月程度の停止期間が必要）等の検討も実施するが、同時に政策インセンティブの在り方についての議論も必要



# <参考> ②石炭火力の燃焼最適化

主機の差ではなく、過去の膨大な運転データをAIで解析することで、ソフト面における差別化が可能  
熱効率向上（下例）やトラブルの事前予測に活用し、発電所ライフタイム通してCO2やコスト削減を実施

## 燃焼調整（実証試験）

燃焼試験データ  
1炭種、36パターン

リアルタイム  
運転データ

燃焼試験  
データ投入

## モデル学習

取得データを使用し  
予測モデルの再学習

## 最適パラメータ計算

リアルタイム運転データから  
最適な運転状態を予測  
熟練技術者が実機に反映する  
最適設定を導出

石炭火力発電所

機械学習  
AIサーバ

実機反映)

リアルタイム  
運転データ投入

## [熱効率向上]

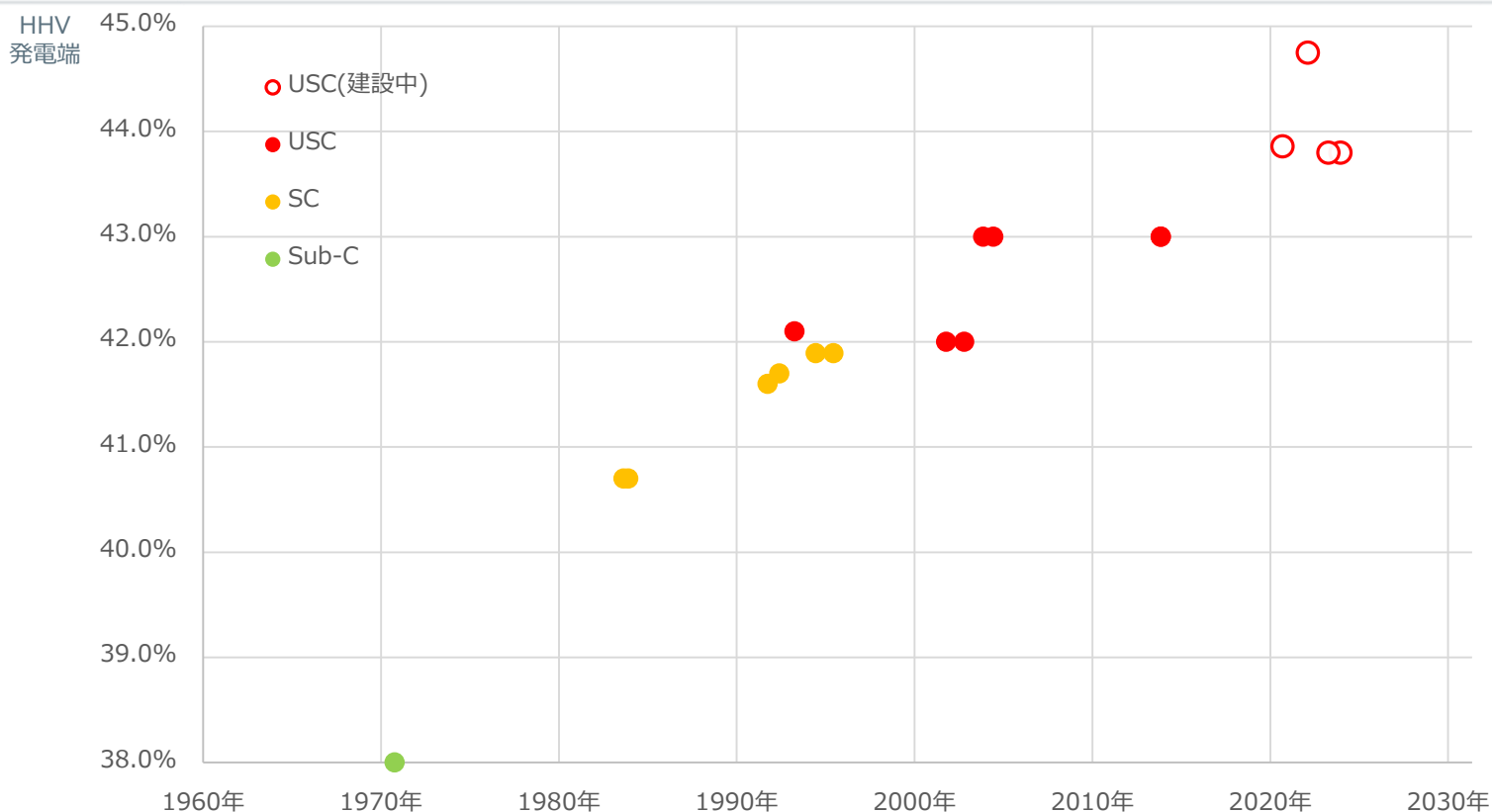
燃料費

— 実運転値

— 最適化（理論値）

## <参考> ③当社石炭火力（建設年）

当社として、非効率石炭のフェードアウトに取り組むなど中長期的な石炭火力削減の意思を示す方向で検討



出力割合 (%)	JERA (括弧内新設込)	全国	全国 (JERA除き)
石炭	13.5 (16.1)	20.0	26.6
LNG	71.6 (70.4)	57.2	42.1
石油	14.9 (13.5)	22.8	31.3

<出典：電力調査統計>



石炭火力発電輸出への公的支援に関する有識者ファクト検討会  
委員からの質問事項への回答（JERA）

番号	質問者	質問事項	回答
1	伊藤委員	御社の発電事業に関する考え方がよく分かりました。 仮に御社が、海外の石炭火力発電事業において、ご説明いただいた、アンモニアの混焼、燃焼最適化などの事業を今後展開する場合、日本の公的機関による輸出支援は必要不可欠でしょうか？	仮定の話になりますが、アンモニア混焼やAIを活用した USC を海外で新設する、と言った場合には、公的機関による輸出支援は必要不可欠と考えます。 また、アンモニア混焼設備だけの追加投資であっても、対象設備次第ですがそれなりの投資金額（三桁億円にはなる場合もあります）になりますので、このような支援はいただく必要があると考えます。
2	黒崎委員	石炭火力は必要な電源との記述があるが、いつまでこの状態が続くとお考えでしょうか。	当社では複数のガス火力建て替え候補地点を保有、既にその評価プロセスを進めており、これら地点においては6-7年程度で建設を完了し発電が可能です。 しかし、一般に、大規模火力電源のゼロからの新設に関しましては、用地選定/地元交渉/アセス/建設等、発電までに最低10年は必要と認識しております。 あくまで仮定の話ですが、国内石炭火力（計約4500万kW）のその全てを再エネの遡増とガス火力への切り替えで賄うと仮定して考えた場合、安定供給維持の観点から段階的切り替えが必須ですが、上記一般的な所要期間を踏まえ、10年～20年では困難、と考えます。
3	黒崎委員	石炭火力のフェーズアウトの計画を貴社がお持ちかどうかお知らせください。あるのであれば、具体的な時期と計画を教えていただきたいです。なければ、ない理由をご教示ください。	エネルギー基本計画を踏まえて、非効率石炭火力のフェードアウトを実現させたいと考えております。また、できるだけ前倒しで実施できないか、社内で検討中です。 ここで検討中としている理由は、①現状では老朽石炭火力が価格競争力を有しているのも事実であり当社単独で先行フェードアウトする場合の経済的影響、②当社単独の経営判断で撤退を決める場合の地元説明方法、について熟慮が必要と考えているからです。

4	黒崎委員	石炭と CCS の組み合わせのコストの見通しをご教示ください。	CCS については CO2 排出量削減の一つのオプションと考えておりますが、実現に向けて適地の選定等多くの課題があるとも考えており、コスト見通しのような具体的検討に未だ至っておりません。
5	黒崎委員	もし、炭素税などのカーボンプライシングが各国で導入された場合、どのような対策を取られるでしょうか。	カーボンプライシングを踏まえた上でのコスト競争力に沿った形で電源ポートフォリオの構成を再検討・再構築することになります。 この場合、電源ポートフォリオ組み替えに必要な期間は中長期に及ぶので、早期に政策シグナルを送っていただく必要があるものとも考えます。
6	黒崎委員	石炭火力発電所にファイナンスが付きにくい状況になった場合、どのような対策を取られる予定でしょうか。	高額な建設費（一般に 100 万 kW 機で 2000 億円程度）を要する石炭火力を全額自己資本で建設することは、資産ポートフォリオ分散の観点から当社経営判断としては難しい、というのが当社の考えです。 従って、本資料で述べているとおり、アンモニア混焼や AI 導入を前提としつつ、USC 継続利用に関して国際的なコンセンサスを形成する必要があると考えております。
7	黒崎委員	再エネのコストが世界中で下がっていく中で、日本が安い再エネを提供しなければ、中国などの企業にエネルギーインフラ提供国として負けていくのではないかと懸念しています。この点について何かご意見があれば教えていただきたいです。	ご認識のとおりと考えます。 当社では台湾における洋上風力の参画を通じてノウハウを稼得して、かかる競争力を得ていきたいと計画しております。 火力事業においては、主機だけでなく Project 期間を通じたコスト削減、すなわち User Technology を活かした O&M 費用削減も日本勢・当社の強みと考えており、再エネにもこの強みは適用できるのではないかと考えております。
8	黒崎委員	・ Slidell - インドネシアとベトナムで石炭が必要と判断する理由を教えてください。	需要規模の大きさと経済成長率の大きさからこの両国を「例」としました。 このような国々では、エネルギー密度が低い再エネによって、その電力需要成長の全てを賄うことができず、石炭火力も一つの有力な選択肢になるであろうと想定します。一方

			で、当社では、このような国々に LNG の供給から基地、発電所の建設まで一体的に提供する Gas to Power プロジェクトを通じて、LNG 発電の導入を積極的に提案しております。
9	高村座長	<p>【スライド 10】のアジアの成長について、アジア諸国においても発電コストや電力政策が急速に変化していることがヒアリングでも指摘されています。ここで示されている情報は、いつの時点のものか、その出典 (Source) についてお示しください。またこの図の基になっている需要想定などの想定についてもお示し下さい。</p>	<p>電力需要諸元は下記が出典です。  インドネシア：RUPLT2018-2027 (PLN 発行の供給計画)、一部 JERA 推計  ベトナム：EVN annual report 201、PDP7revised_2016、一部 JERA 推計  結果として、2030 年までの電力需要想定 (CAGR) は下記の数字で計算しております。  インドネシア：6.7%  ベトナム：8.0%</p>
10	高村座長	<p>【スライド 13 以下】の御社方針について、</p> <p>①石炭火力の燃焼最適化によってどれほどの CO2 削減効果が見込まれておりますでしょうか。</p> <p>②CCS 抜きでは USC でも CO2 削減の効果は限定的で、石炭利用のゼロエミッション化には、CCS のような技術も重要な役割を果たしうると考えますが、<u>CCS の導入・適用の計画・ポテンシャルなど</u>についてお考えがありましたらお示しください。</p> <p>③非効率石炭火力のフェードアウトを計画的に進めることは重要と考えます。それを効率的、効果的に進めるために必要と考えられる政策についてお考えがありましたらご教示下さい。</p>	<p>① 当社一地点のみの試験段階であり、今後深堀をしていく所存ですが、現状では、最高効率燃焼を実現したと仮定した理論値と実際の計測値との間には少なくとも 1%程度の差があると考えており、燃料消費量の 1%削減 (CO2 排出も同程度削減) は可能と認識しております。追加投資が少ないため投資効率という観点では非常に高く、これを通じて当社の強みである User Technology を活かした差別化が実現可能と考えます。</p> <p>② CCS もオプションとは考えおりますが、適地の選定等、アンモニア混焼よりは困難な点も多いと当社としては認識しております。</p> <p>非効率石炭火力のフェードアウトの達成状況の実効性を向上し、これを客観的に確認の上で対外的にアピール可能とすべく「中間目標の設置」が必要ではないかと当社としては考えます。</p> <p>また、エネルギー基本計画で掲げている非効率石炭火力のフェードアウトと整合的な競争政策上の仕組みづくり (例えば容量市場の制度設計等) も必要ではないかと当社としては考えます。</p>

11	高村座長	<p>他のヒアリングにおいて、世界的にも、また、アジア地域においても、再エネのコスト低下が急速に進むという見通しも示されております。将来の市場動向を見通す上で、<u>とりわけアジア地域・主要国における、今後の電源構成、特に、再生可能エネルギー、火力発電（石炭・ガス）のコストとポテンシャルについてどのような見通しをお持ちでしょうか。</u></p>	<p>再エネのコスト削減の見通しについては当社も同様の認識をもっており、電源の選択肢として再エネがますます重要になると認識しております。</p> <p>一方で、①地域、国によって、どのような再エネが競争力を持つかは異なっており、②日本のように太陽光に偏った大量導入はシステムの安定性を損なうことに繋がり外部費用・社会的費用を増加させることから、どのような再エネを組み合わせるかという問題も重要と考えます。</p> <p>かかる状況で、出力変化に強い LNG 火力が再エネを支える、という電源構成モデルが日本でもアジア諸国でも有効であると考え、当社も複数のアジア諸国に LNG 火力の導入を提案しております。</p> <p>LNG については、従来のアジア中東一極生産から、豪州、北米も加えた供給源の三極化が既に実現されており、市場流動性の高まりから競争力や安定供給面での向上が期待されます。</p>
12	高村座長	<p>エネルギーをめぐるこうした変化に加えて、ヒアリングでも示されておりますが、近年、金融・投資家からパリ協定の長期目標、さらには 2050 年 CO2 排出正味ゼロといったビジョンと整合的な事業への転換を促し、特に石炭火力事業の段階的削減・廃止を求める動きも強くなっていると理解しております。こうした動向に対して、御社は、<u>いかなる対応・経営方針・戦略をお持ち/お考えでしょうか。</u> スライド 13 以下でご説明いただいているとも考えますが、<u>パリ協定の長期目標、さらには 2050 年 CO2 排出正味ゼロといったビジョンと整合的な事業への転換を求める社会的要請という観点から補足いただけることがございましたらご教示下さい。</u> また、現在すでに</p>	<p>ご指摘の現状認識を当社も保有しております。</p> <p>特にパリ協定の公約については日本国として必達であると認識しております。</p> <p>一方で、足元での石炭火力全廃はエネルギーの安定供給を損なう恐れがあることから、一定程度の石炭火力の保持の必要性を示しつつ、それでも 2050 年に向けた具体的な取組を早期に対外的に示す必要があると認識しております。</p> <p>逆に、今次、石炭火力に関する具体的な取組を何も示さない場合、石炭火力全廃の外圧に抗し切れないのではないかと懸念します。かかる認識も踏まえ、</p> <p>① 昨年 4 月の事業計画公表時に、2030 年に向けた CO2 排出量と CO2 排出原単位の削減、省エネ法の遵守、非効率石炭火力フ</p>

		<p><u>実施、計画中の事業以外に、海外において新たな石炭火力発電事業案件の具体的な計画はお持ちでしょうか。</u></p>	<p>フェードアウトの積極検討、再エネやバッテリー事業の積極的推進、の四点を既に対外コミットしております。</p> <p>② 一方、2050年に向けては、再エネの最大限の導入を実現しながらも、系統を支え電力の安定供給を維持するためには、グリーン燃料の混焼等も通じたCO2排出量削減の努力を前提に、火力を組み合わせていく必要は残るものとも認識しております。</p> <p>上記の②（長期的なビジョン）を射程に置きつつ、現状の対外コミット（①）を、碧南火力におけるアンモニア混焼や非効率石炭火力の早期フェードアウト、洋上風力を中心とした再エネの更なる積極推進等も織り込んで改定し、発信していくことについて検討を進める所存です。</p> <p>現在、新たな海外石炭火力発電事業案件は計画しておりません。</p>
13	松本委員	<p>（スライド13）： 「相対的に新しく現在のBATであるUSCは今後も利用」とのことですが、JERA社がIGCCと比較してもUSCを「相対的にBATだ」とお考えになる理由をお聞かせ頂けますでしょうか。また、新たな海外石炭火力発電への公的支援の必要性を、どのようにお考えかを伺いたいと思います。必要性が高いとお考えの場合、JERA社が海外で計画中の新規案件（公的支援がこれから必要になる案件）はどの程度おありなのか、可能な範囲でご教示頂けますと幸いです。</p>	<p>IGCCについて、実証試験段階の終盤と理解しております。</p> <p>あくまで当社としての見方ですが、高効率化やそれに伴う環境負荷低下では評価が出来る一方で、①現時点で利用できる炭種が極めて制限されること、②CAPEXの大きさと達成できる熱効率のバランス、③設備構成の複雑さに起因した稼働率低下リスク、の三点についてはIGCCの課題として残っていると考えておまして、当社の見方としては、現状のBATはUSCであると認識しております。</p> <p>海外石炭火力輸出継続の場合、従来通りのファイナンスや保険等の公的支援は必要と考えますが、現状で、当社としては新規案件の計画はございません。</p> <p>当社国内プラントでアンモニア混焼やAIの導入により新しいUSCのビジネスモデルを確</p>

			立、これをアジア諸国の既存 USC の改善改良というような形で輸出、というような関与方法も有力であると考えます。
14	松本委員	・パリ協定の CO2 排出制約と現行で CCS 抜ききの石炭火力発電建設の整合性につきまして、ご説明頂けますでしょうか。	パリ協定に関する日本国の取り組みについて、火力発電事業者の責務は「省エネ法」の遵守と理解しております。 当社は、省エネ法を業界内で率先して遵守する所存であり、横須賀等の石炭火力リプレースを織り込んで、①元々石炭火力の比率が小さいこと、②積極的に最高効率の発電所に建て替えを行っていること、から、2020 年代前半にはこの基準をクリアする予定としております。
15	松本委員	・アンモニア混焼による CO2・大気汚染の削減効果を示して頂けますでしょうか。 また実証実験の進捗における課題や・困難さ、また実用化に向けた可能性がどのくらいあるか、さらにこれらは、既存発電所全てに実用可能なかどうか、ご教示頂けますと幸いです。	石炭火力におけるアンモニアの 20%混焼を一つのターゲットに置いておりますが、アンモニアを再エネ由来で製造する、もしくはアンモニア製造過程での CO2 排出をなくす、ということを前提に、CO2 排出量の 20%削減を想定しております。また、将来的にこの混焼率を 40%, 60%と段階的に増加させていくことにもチャレンジしたいと考えております。 SOx, NOx については従来通り除去を行いますので、国・地域の基準達成について問題はございません。 石炭とアンモニアでは燃焼速度に差があることから、これらをボイラー内で混在させつつ燃焼をコントロールし、効率的な燃焼状態を実現できるか、という点が課題と認識しております。 アンモニア導入候補地点については、①アンモニアの海上輸送、荷役、貯蔵、混入が用地確保等の観点から可能か、②経済的にペイするだけの残存運転期間があるか、という点から適地適所を選定します。②の観点から、相対的に新しい USC がその対象になります。
16	吉高委員	【以下、途上国からポテンシャルがあることは十分承知していることを前提にお伺いします】	なかなか公式なデータがなく比較が難しいのですが、海外ユーザーの声を聞くと、日本製 USC に比べて中国製 USC は運転中のトラブル

		日本の USC が競争優位とありますが、途上国（インドネシア、ベトナム）の入札で勝つ優位性はありますか？	ルが多い、という一般的な印象は持っております。
17	吉高委員	<p>インドネシアなどの入札では、政府から SPEC が提示され、それに対してまず書面で審査され、そのあと、価格（IPP は発電ベース、EPC なら総額）で決定されるかと思いますが、どこで優位性をだせますでしょうか？</p> <p>アジア開発銀行は以前、コストベースの入札から、life cycle cost を考慮したベースで入札をいれておりますが（別添ご参照）、それだと日本の技術の優位性はありますか？試算があれば、教えてください。日本の技術の効率の高さとして、例えば、中国の USC より日本の USC のほうが、効率（Life Cycle も含めて）よいとありますが、その差は、トン当たりいくらになりますでしょうか？</p>	<p>IPP の入札は価格だけで決まるのが原則です。但し、EPC で日本メーカーに優位な SPEC を要求してもらえれば優位性を出せる余地はあろうと思います。</p> <p>Life Cycle Cost の概念は議論されていますが、なかなか具体的な案件で要求を受けたことがないのが実態です。試算結果も有しておりません。</p> <p>ご指摘のとおり、Life Cycle Cost の概念を利用して日本勢の優位性を訴求できる可能性は大いにあり、当社も検討を進めてまいりたいと思います。</p> <p>本資料でご紹介している AI の取り組みは、熱効率改善だけでなく、トラブルの予兆検知という分野でも活用を進めております。すなわち、メンテナンスについて、先回りして修繕をするという手法から、AI を活用して精確に余寿命を判断して修繕をする、という手法への切り替えを国内火力で実現したいと考えています。こうした O&amp;M コスト削減の取り組みを入札においても評価いただけるような働きかけは今後、必要であると認識しております。</p> <p>また、表向きの Spec では日・中の USC に差はない、と認識しております。</p>
18	吉高委員	日本のクリーンコール技術 (USC 以上に) について、途上国からのオーダーは具体的にありましたか？どれほどの新規案件のパイプラインがありますか？	クリーンコール技術については、メーカーなどが売り込んでいると聞きますが、具体的なオーダーやパイプラインは当社としては存じ上げません。